

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADO EN
EL MÉTODO DE RATÁN DAS**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO

CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:
LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADO EN
EL MÉTODO DE RATÁN DAS

AUTOR:
FERNANDO JAVIER CALERO CAMACHO

TUTOR:
IVÁN PATRICIO MONTALVO GALÁRRAGA

Quito, Febrero 2019

Fernando Javier Calero Camacho

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADO EN EL MÉTODO DE RATÁN DAS**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2019

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto:



Fernando Javier Calero Camacho (Y'1988-MZ'17). Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Superior “Sucre”, se graduó de Bachiller Técnico Industrial Especialidad Electrónica. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la Localización de Fallas en Sistemas de Distribución.

fcalero@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Iván Patricio Montalvo Galárraga (Y'1987-AB'04). Se graduó de Ingeniería eléctrica y electrónica en la Universidad San Francisco de Quito y de Master en Power Distribution en Newcastle University en 2016. Actualmente se encuentra trabajando como docente e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana. Área de interés: sistemas de puesta a tierra, generación distribuida, localización y optimización de fallas, Smart grids.

imontalvo@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2019 Universidad
Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Iván Patricio Montalvo Galárraga, declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *“Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando generación distribuida basado en el método de Ratán Das”*, realizado por Fernando Javier Calero Camacho obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, Febrero 2019



.....
Ing. Iván Patricio Montalvo Galárraga

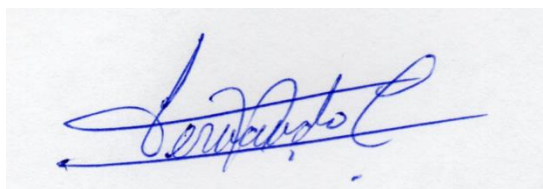
CI. 1716480916

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Fernando Javier Calero Camacho, con documento de identificación N° 1718423468 manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando generación distribuida basado en el método de Ratán Das”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



Nombre: Fernando Javier Calero Camacho

Cedula: 1718423468

Fecha: Quito, Febrero 2019

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción.....	2
2. Sistemas de Distribución.	3
2.1. Estructura General de los Sistemas de Distribución.....	3
2.2. Generación Distribuida.....	3
2.2.1 Particularidades de la Generación Distribuida.....	3
3. Falla Eléctrica.	5
4. Análisis al Método de Ratán Das.....	6
4.1 Especificar el Tipo de Falla.	7
4.2 Especificar Posibles Secciones en Falla Según su tipo de falla.	7
4.3 Modelamiento de Cargas.....	7
4.4 Determinar sus Valores de Carga en el Sistema en Estado de Pre-Falla.....	8
4.5 Ubicación Estimada de la Falla.	8
5. Modificación Al Método De Ratán Das.	8
6. Análisis de Resultados	10
8. Referencias.....	15
9. Estado del Arte.....	18

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Funcionamiento del Sistema de Distribución con Generación Distribuida.....	2
Figura 2. Representación de los Tipos de Fallas	6
Figura 3. Corriente media en el Nodo 1 del Troncal Principal del Circuito IEEE. 34 Nodos para una falla trifásica [20].	6
Figura 4. Circuito Equivalente	9
Figura 5. Sistema unifilar 13 barras	10
Figura 6. Sistema de Barras Evaluado en Simulink.....	10
Figura 7. Comportamiento de la Tensión en el Generador.	11
Figura 9. Comportamiento de la Tensión en cada fase en la Barra 632 en pre falla.....	11
Figura 10. Comportamiento de la Tensión en cada fase en la Barra 692 en pre falla....	11
Figura 8. Comportamiento de la Corriente en cada fase en la Barra 632 en pre falla. ...	11
Figura 11. Corrientes en la barra 632 en falla.....	12

Figura 12. Tensiones en la barra 632 en falla.	12
Figura 13. Corrientes en la barra 671 en falla.	12
Figura 14. Tensiones en la barra 671 en falla.	12
Figura 15. Corrientes en la barra 692 en falla.	12
Figura 16. Tensiones en la barra 692 en falla.	13

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de Fallas [20].....	5
Tabla 2. Tensión y Corriente en falla.....	13
Tabla 3. Datos generales de las barras	13
Tabla 4. Longitudes de líneas.....	13
Tabla 5. Valores de tensión y corriente en pre falla.....	14
Tabla 6. Valores característicos de resistencia, reactancia, conductancia y susceptancia.	14
Tabla 7. Variación de la distancia en función de la resistencia de falla.....	14
Tabla 8. Matriz del estado del arte	18
Tabla 9. Resumen e Indicadores del estado del arte	21

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADO EN EL MÉTODO DE RATÁN DAS

Resumen

El aumento desproporcionado en la demanda del servicio de energía eléctrica produce fallas en los sistemas de distribución, esta situación obliga al ingeniero a generar soluciones mediante métodos eficientes y efectivos que permitan minimizar o eliminar las fallas ocasionadas. En este sentido, y tomando como referencia esta conceptualización, el siguiente trabajo está enfocado en establecer los fundamentos teóricos y prácticos para realizar la localización de fallas en sistemas de distribución, empleando para ello, el modelo de la IEEE de trece (13) nodos añadiendo a ello el proceso de generación distribuida lo cual permitirá determinar de forma efectiva la falla dentro del sistema en un tiempo de respuesta rápido. Para esto se utilizó la medición de los valores eficaces en pre-falla y falla en tensión y corriente empleando la metodología de Ratan Das la cual, en principio, propone como inicio la identificación y detección del tipo de falla. A partir de este fundamento se estima la sección defectuosa entre los nodos X y $X+1$ y con ello el sistema con ramales se convierte en un sistema radial equivalente, para luego definir su tipo de falla realizando comparaciones sucesivas de la corriente de circuito a lo largo del sistema.

Palabra clave: fallas, generación distribuida, confiabilidad, algoritmos, energía eléctrica, sistematización.

Abstract

The disproportionate increment in the demand of electrical energy produces failures in the electrical distribution systems, a situation that requires the engineer to generate solutions through efficient and effective methods to minimize or even eliminate the failures caused. In this regard, and taking as a reference this conceptualization, the following work is focused on establishing the theoretical and practical foundations for the localization of faults in distribution systems, using the model of the IEEE of thirteen (13) Nodes by adding to it the process of distributed generation which will effectively determine the failure within the system in a quick response time. This was used for the measure of the effective values in pre-failure, failure of voltage and current using the methodology of Rattan Das which, in principle, proposes how to start the detection and identification of the type of failure. From this foundation it is estimated the section that is in communication failure between the nodes X and $X+1$ and then the system with branches becomes a radial system equivalent, to then define its type of failure by successive comparisons of the circuit current throughout the system.

Keyword: Failures, distributed generation, reliability, algorithms, electrical energy, systematization.

1. Introducción

La energía eléctrica en la actualidad se ha convertido en un servicio del cual dependemos por las actividades diarias que realizamos. Día a día buscamos nuevas formas para generarla y controlarla en beneficio de nuestra sociedad [1]. En los sistemas tradicionales que tienen una sola fuente de alimentación, se llevan tres pasos importantes cuando ocurre una falla, los cuales son la localización, su aislamiento y la restauración del sistema, esto con el sistema actual automatizado no se satisface por parámetros complejos y de coordinación [2]. Esto se da por corrientes de falla aleatorias, no lineales y de baja magnitud las cuales afectan más al sistema cuando se presenta generación distribuida por el flujo bidireccional de potencia [3]. En este sentido las personas que manipulan la red deben asegurar la calidad del servicio de electricidad a los consumidores ya que uno de los aspectos que perjudica la calidad del servicio es la duración de las interrupciones, las cuales se deben en su mayoría a la carencia de una metodología que permita identificar de forma exacta la ubicación de las fallas, que

causan la salida total o parcial del sistema[3][4].

Anteriormente, al ocurrir la salida de un circuito, los grupos de mantenimiento y reparación recorrían amplios tramos de red rastreando la falla únicamente de forma visual y en varios casos debían abrir secciones del circuito y realizar diferentes ensayos de cierre desde la subestación hasta identificar la falla en una zona aguas abajo para proceder a avanzar ese tramo de línea. Esto provoca prolongados ciclos de indisponibilidad de las redes, perjudicando a los usuarios y a la empresa de energía [5][6]. La generación distribuida es alentada por empresas de distribución como un medio para minimizar las pérdidas dentro del mercado eléctrico, estos sistemas de generación están diseñados y entrelazados de forma que se puede supervisar desde la fuente de generación al consumidor [7][8]. El control y la gestión va cambiando a medida que la generación distribuida se va acoplando a los sistemas tradicionales es así que el nivel de automatización es mayor y los operadores cambian sus métodos de operación [9][10]. El ingreso

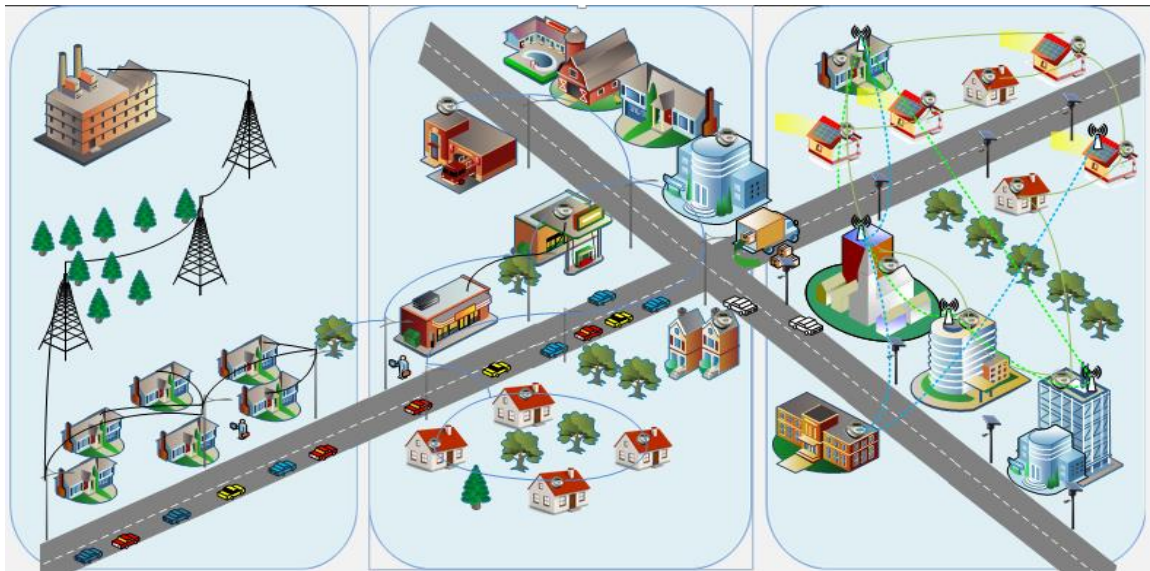


Figura 1. Funcionamiento del Sistema de Distribución con Generación Distribuida
Fuente autor

de la generación distribuida a los sistemas convencionales cambia el flujo de potencia unidireccional la cual está diseñada para redes radiales a un sistema no radial y de múltiples fuentes. La inserción de este tipo de generación en sistemas de distribución afecta en la exactitud de cálculo con los métodos tradicionales [11]. Con el presente trabajo se muestra una metodología que permite determinar en un menor tiempo y de una manera más eficaz la localización de una falla en un sistema de distribución, usando a su vez la automatización del proceso antes nombrado[12][8].

2. Sistemas de Distribución.

Los sistemas de distribución eléctrica o redes de distribución son los encargados de llevar al consumidor la energía que requieren. Es por ello que las compañías eléctricas invierten gran parte de su presupuesto en estos sistemas para prestar un servicio de calidad[13][14].

Los sistemas de distribución clásicos se reconocen por tener:

- subestación principal de potencia.
- sistemas de subtransmisión.
- subestación de distribución.
- alimentadores primarios.
- transformadores de distribución.
- secundarios y servicios.

Hoy en día se maneja un sistema con un menor impacto ambiental, como lo es el concepto de generación distribuida, sistema proyectado a implementar en los nuevos modelos de ciudades auto-sostenibles[5][15].

2.1. Estructura General de los Sistemas de Distribución.

Tenemos dos tipos de sistemas de distribución:

Sistema radial: aquel que presenta un único camino del flujo de potencia hacia la carga[16].

Sistema mallado: aquel que tiene varios caminos de flujo simultáneo de potencia hacia la carga[16].

2.2. Generación Distribuida.

La generación distribuida, es una parte importante del sistema eléctrico de potencia, y se basa en el concepto de generar energía eléctrica por medio de pequeñas fuentes que producen electricidad y las cuales se encuentran instaladas cerca de la carga. Una forma sencilla de definirla es la siguiente: “forma de generación de energía eléctrica en un sitio cercano o muy cercano al usuario”[5].

Se diferencia, fundamentalmente, del método tradicional de generación, en primer lugar, como ya se expuso, en la cercanía existente entre el punto de generación y el usuario y en segundo lugar, en la reducción de los cientos de miles de kilovatios que se generan[10][17][5].

En cuanto a la generación distribuida se puede afirmar que es una fusión entre la generación de las centrales eléctricas convencionales y micro-generación. Estas formas de distribuir la generación producen un equilibrio dentro de los sistemas de generación, y como consecuencia es posible crear una independencia, por lo menos, en sitios rurales o de difícil acceso, con relación a las grandes centrales eléctricas tradicionales. Con el paso del tiempo, es posible incluso, con la debida inversión de los Estados, de incentivar en el consumidor tradicional, la implementación de estos nuevos modelos de generación, que son costosos pero tienen menos impacto en el ambiente[18].

2.2.1 Particularidades de la Generación Distribuida.

Las particularidades más importantes de una generación distribuida son:

- Minimizar las pérdidas en un sistema eléctrico. De acuerdo a la Ley de Ohm, la distancia aumenta el valor de la resistencia, lo que por efecto Joule ($P=I \cdot R^2$) produce pérdidas de potencia a lo largo de una línea. En tal sentido, si la distancia entre el punto de generación y la carga es menor, las líneas de transporte son más cortas y las pérdidas se reducen. Esto, representa un beneficio característico de la generación distribuida, lo cual, también influirá en los costos que son necesarios realizar para mantener un nivel de tensión adecuado conforme a la necesidad y a la demanda[5][19].
- Mejora la confiabilidad y calidad de la red eléctrica. Como existe una considerable reducción en la generación de potencia debido a que la energía generada está orientada a la satisfacción de la demanda de quienes tengan instalado este sistema, los cuales, en cantidad son mucho menor con respecto a quienes hacen uso de las formas clásicas; las fuentes están repartidas conforme a un diseño, por un determinado espacio de terreno o territorio, por lo que el fallo de una, no representa un grave problema para la red eléctrica[5].
- Potencias pequeñas. Las fuentes de generación distribuida, por lo general tienen potencias inferiores 10 kW de potencia instalada. Hacen usos Energías renovables. Motivado a la distancia existente, por definición, entre la fuente y la carga, el uso de energía limpia es incluida en el concepto de esta forma de generación. Así por ejemplo, en la generación

distribuida se incluye la generación solar o fotovoltaica, la cual, a partir de un módulo o panel elaborado de un material semiconductor y que en conjunto con otros elementos pasivos y activos, se encargan de transformar los rayos ultravioletas en energía eléctrica. También se puede hacer mención a los sistemas eólicos.

- Aumento de la productividad en la generación distribuida permite a aquellos que dependen del sistema ser más útiles, puesto que tiende a aumentar y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico[5].
- La generación distribuida también puede ser visualizada como una fuente de generación de emergencia.
- Tómese en cuenta el hecho que con la generación tradicional, dependiendo del país o región, implica procedimientos de autorización de mayor complejidad y tiempo. Con la generación distribuida, este proceso, así como el inicio e instalación de operaciones es más rápido.

El Departamento de Estado de los Estados Unidos hizo una exposición, el cual detallamos en el presente documento: Son frecuentes y numerosos los beneficios asociados a la instalación de Recursos de Energía Distribuida (Distributed Energy Resource installations, o DER, sus siglas en inglés). A menudo proveen beneficios económicos palpables, tales como:

- Ahorro de energía.
- Retardos en la implementación de actualizaciones dentro de los sistemas tanto transmisión como distribución.

Por otro lado se encuentran los beneficios impalpables entre los que podemos destacar:

- Mejoramiento en la calidad de la energía.
- Extensión de los lapsos de reparación y mantenimiento de los equipos [11].

Entre las formas básicas de generación distribuida se tiene:

- Cogeneración: Las cuales usan micro turbinas con gas natural para activar los generadores.
- Sistema Fotovoltaico: Pueden ser instaladas en cualquier edificio, casa o fábrica de la ciudad. En los techos se pueden colocar tableros fotovoltaicos. Este tipo de energía permitirá que el edificio, casa o fábrica disminuyan el consumo eléctrico (se abastezca eléctricamente casi en su totalidad). Suelen ser sumamente costosos, y se emplean para potencias menores a los 10kVA.
- Sistema de Generación Eólica: Emplean la fuerza del viento como forma de energía inicial, la cual, a través de un proceso se transforma en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Son factibles en áreas con corrientes de vientos constantes y una velocidad óptima para lograr generar el movimiento del generador necesario.

3. Falla Eléctrica.

Una falla eléctrica puede ser definida como una anomalía que causa la pérdida progresiva del aislamiento entre conductores de fases o entre conductores y tierra, inferiores a los valores normales de la impedancia de carga. Un sistema eléctrico de potencia (SEP) se encuentra balanceado cuando la magnitud de la tensión y corriente en sus tres fases

presentan un nivel similar, y sus ángulos se encuentran a 120° de separación entre la corriente y la tensión en cada fase. De igual manera, se dice que el sistema está en estado estable cuando sus variables eléctricas permanecen constante en el tiempo o en un rango de valores aceptable. Cuando ocurre una alteración de estas condiciones, entonces se hace mención de la ocurrencia de una falla eléctrica. Las fallas pueden ser clasificadas de la siguiente manera, según la tabla que se muestra a continuación:

Tabla 1. Tipos de Fallas [20].

N° de Falla	Tipo de Falla	Descripción
Falla 1	Monofásica a Tierra	Falla Fase A
Falla 2		Falla Fase B
Falla 3		Falla Fase C
Falla 4	Bifásica	Falla entre Fases AB
Falla 5		Falla entre Fases BC
Falla 6		Falla entre Fases CA
Falla 7	Bifásica a Tierra	Falla entre Fases AB a tierra
Falla 8		Falla entre Fases BC a tierra
Falla 9		Falla entre Fases CA a tierra
Falla 10	Trifásica	Falla entre Fases ABC
Falla 11	Trifásica a Tierra	Falla entre Fases ABC a tierra

También las fallas pueden ser de tipo serie o tipo paralelo. En tal sentido, las fallas de tipo serie se presentan cuando las líneas sufren una ruptura sin involucrar a tierra. Las de tipo paralelo suceden cuando existe un cortocircuito entre fases o a tierra [21][22].

Las fallas de tipo simétricas son ocasionadas en gran parte por descargas atmosféricas, las cuales provocan cortocircuitos trifásicos, los cuales afectan el sistema produciendo elevadas corrientes

que ocasionan serios daños a la red[23]. Los tipos de fallas más comunes se pueden apreciar en la figura 2.

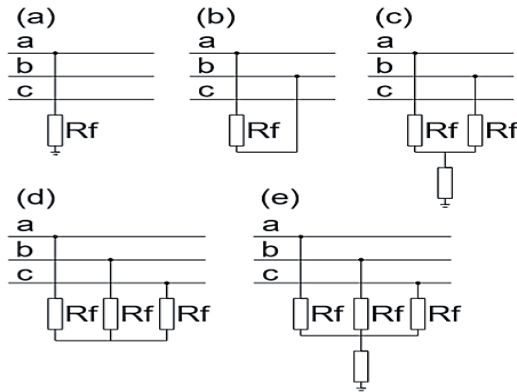


Figura 2. Representación de los Tipos de Fallas

Como se aprecia en la figura 2 y como se explicó en la tabla N° 1, se presentan los tipos de fallas: (a) fase a tierra, (b) fase a fase, (c) dos fases a tierra, (d) tres fases, (e) tres fases a tierra.

Las fallas monofásicas involucran una conexión directa de una de las fases del sistema con tierra, siendo la tensión de esa fase cero. En este caso, debido a que depende directamente de la impedancia de falla, la corriente puede adquirir un valor extremadamente alto, lo que produce un desbalance en las fases restantes; tal y como se observa en la figura 2. a. Las fallas bifásicas o fallas entre dos fases ocurren cuando se tiene un punto de conexión entre dos fases, haciendo que la corriente en tal punto adquiera un valor por encima del valor nominal pero de igual magnitud en las fases afectadas. La tensión dependerá de la impedancia de falla, generando un desbalance en la otra fase, esta falla se muestra en la Figura 2.b. La falla bifásica con conexión entre las dos fases y tierra, tiene como característica fundamental cuando la tensión tiende a cero en ambas fases y por tanto la corriente aumenta su valor en forma apreciable, generando un desbalance en la fase restante. Este tipo de falla se muestra en

la Figura 2.c. Las Fallas trifásicas, involucran la conexión en un único punto entre tres fases (Figuras 2.d y 2.e). La tensión de todas las fases tenderá a cero y la corriente se elevará considerablemente; dependiendo del valor de la resistencia de falla[21][24]. Entre el 70 y 80% de fallas son de carácter monofásica a tierra, del 10 al 17% son de índole bifásica a tierra, fallas bifásicas con una frecuencia de ocurrencia del 8 al 10% y por último del 2 al 3% de carácter trifásica.

En la figura 3, se presenta un ejemplo de simulación de una falla trifásica en el entorno ATPDraw®, donde se observa el cambio que sufre la corriente cuando ocurre una falla; se puede notar que a los 0.10 segundos la magnitud de las corrientes en el nodo uno del troncal principal del circuito se eleva en forma apreciable [20].

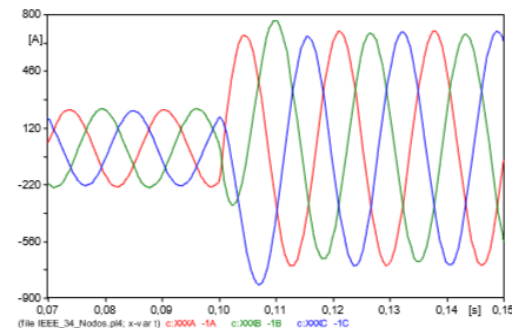


Figura 3. Corriente media en el Nodo 1 del Troncal Principal del Circuito IEEE. 34 Nodos para una falla trifásica [20].

A través de un software se realizó una simulación cuando se presenta una falla trifásica, a fin de observar los valores de sobre corrientes que se han mencionado en el argumento teórico.

4. Análisis al Método de Ratán Das.

El método considera la distancia de la falla a partir de los fasores de tensión y corriente de pre-falla y falla medida al inicio del circuito, aplicando los

parámetros de la red de distribución para ejecutar dicha estimación[5]. Para ello se deben aplicar los siguientes pasos:

4.1 Especificar el Tipo de Falla.

Con los fasores de corriente medidos al inicio del circuito durante la falla se precisa cual es el tipo de falla. Cuando la intensidad medida en una de las fases o la componente de secuencia cero sobrepasa los umbrales preestablecidos, estos se encuentran dentro de la siguiente clasificación:

- Falla monofásica a tierra en la fase (A, B, C).
- Falla bifásica entre fases (A-B), (B-C) y (C-A).
- Falla bifásica a tierra entre fases (A-B), (B-C) y (C-A).
- Falla trifásica balanceada.

4.2 Especificar Posibles Secciones en Falla Según su tipo de falla.

Realizando un método cíclico se precisa la sección de red en falla; para ello se calcula la reactancia aparente (X_{ap}) utilizando las tensiones y corrientes de falla evaluadas desde la subestación. Comparamos con la reactancia obtenida en la primera sección de red, si es menor que X_{ap} se deduce que la falla se encuentra aguas abajo del primer tramo de red, por consiguiente se calcula una reactancia equivalente (X_{eq}) sumando la reactancia del primer y segundo tramo de la red se vuelve a comparar; esto quiere decir que, si X_{eq} es menor que X_{ap} se deduce que la falla se encuentra aguas abajo de la segunda sección de red, esto se realiza hasta que X_{eq} sea mayor o igual que X_{ap} . Esto se ejecuta para cada ruta comprendida entre la subestación y el nodo final en cada derivación en el circuito, obteniendo como consecuencia la visualización de varias secciones en falla[5]. La reactancia aparente se calcula distintamente para cada falla es así que:

- Fallas monofásicas se aplica la ecuación (1).
- Fallas bifásicas se aplica la ecuación (2).
- Fallas trifásicas se aplica la ecuación (3).

En cada tramo estudiado se calcula la reactancia equivalente como se muestra en la ecuación (4). Sin embargo esta primera valoración no contempla carga sobre el circuito [5].

$$X_{ap} = Im \left(\frac{V_{fa}}{I_{fa}} \right) \quad (1)$$

$$X_{ap} = Im \left(\frac{V_{fa} - V_{fb}}{I_{fa} - I_{fb}} \right) \quad (2)$$

$$X_{ap} = Im \left(\frac{V_{1f}}{I_{1f}} \right) \quad (3)$$

$$X_{eq} = X_1 + \frac{X_0 - X_1}{3} \quad (4)$$

Donde:

V_{fa}, V_{fb}	Tensión de falla en fases (a y b).
I_{fa}, I_{fb}	Corriente de falla en fases (a y b).
Im	Corriente medida
V_{1f}	Tensión de secuencia positiva de falla.
I_{1f}	Corriente de secuencia positiva de falla.
X_1	Reactancia de secuencia positiva del tramo de red.
X_0	Reactancia de secuencia cero del tramo de la red.

4.3 Modelamiento de Cargas.

Un modelo de respuesta estática será usado para contrarrestar la secuela de la intensidad de carga [5], el cual desde los valores de pre-falla calcula las

impedancias y las cargas medidas en la subestación determinada por la expresión:

$$Y_r = G_r |V_r|^{n_p-2} + jB |V_r|^{n_q-2} \quad (5)$$

Donde:

- V_r Tensión medida en el nodo R.
- Y_r Admitancia de carga en el nodo R.
- G_r, B_r Conductancia y Susceptancia estimadas con los valores de pre falla
- n_p, n_q Constantes para las componentes activa y reactiva de la carga.

4.4 Determinar sus Valores de Carga en el Sistema en Estado de Pre-Falla.

Sabiendo donde se encuentra la tensión eléctrica de falla, su intensidad eléctrica de falla y sus constantes de carga dentro del circuito desde la subestación, se inicia el cálculo de sus tensiones medidas en cada nodo empleando sus componentes de secuencia de:

- Tensión.
- Corriente.
- Admitancia equivalente.

Medidos por la ecuación (5) [5].

4.5 Ubicación Estimada de la Falla.

Para estimar la distancia “S” se realizan procesos iterativos desde el tramo inicial de la falla hasta el punto de falla F. El resultado de “S” es una fracción de la longitud de la posible sección de falla y esta se calcula con la expresión.

$$S = \frac{K_{AR}K_{CI} - K_{AI}K_{CR}}{(K_{CR}K_{BI} - K_{CI}K_{BR}) + (K_{DR}K_{AI} - K_{DI}K_{AR})} \quad (6)$$

Donde:

K es un número complejo, calculado mediante la tensión en el punto de falla y

la admitancia en su sección de falla. Empleando la ecuación (6) esta realiza procesos iterativos, este actualiza la constante K hasta obtener una convergencia de “S”, para así obtener la ubicación del punto de falla como fracción de la longitud del tramo en falla[5].

5. Modificación Al Método De Ratán Das.

Una vez encontrada la sección de red en falla, el método de Ratán Das determina realizar una serie de procedimientos dispendiosos que conlleva modelar todos los tramos de red del circuito con sus susceptancias y conductancias de secuencia; sin embargo, al realizar estos procedimientos las iteraciones podrían no converger por errores considerables al estimar la primera aproximación, la cual es la base para calcular “S” debido a la predominio de la impedancia de carga. Por tal motivo se propone realizar un proceso al método inicial buscando una herramienta práctica, fácil de implementar y desarrollar, que no conlleve realizar un modelado adicional de los parámetros de la red y que sumado a todas estas fortalezas, presenta errores aceptables en los niveles máximos de carga esperados en el circuito para aplicar el localizador de fallas.

Al realizar esta modificación se intenta disminuir los efectos que tienen las impedancias de carga en el cálculo de la reactancia aparente, concretamente ante fallas monofásicas ya que son más evidentes que en fallas bifásicas y trifásicas no se presentan errores esenciales [5]. Es así, que con la reactancia aparente modificada, la cual es la componente imaginaria de la impedancia en (10), se sigue el mismo procedimiento descrito anteriormente, comparándola con la componente imaginaria acumulada de (11) [5]. Por todo lo expuesto se asume un modelo equivalente monofásico como se

muestra en Figura 4. Desde este circuito se puede proponer la expresión para la impedancia aparente (7), calcular la impedancia de carga (9) y despejar R_f (8), de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$Z_{ap} = \frac{V_{sf}}{I_{sf}} \quad (7)$$

$$= Z_{L1} + \left(\frac{R_f(Z_{L2} + Z_c)}{R_f + Z_{L2} + Z_c} \right)$$

$$= Re \left(\left(Z_{L2} * Z_{ap} + Z_c * Z_{ap} - Z_{L2} * Z_{L1} - Z_c \right) * Z_{L1} \left(\frac{1}{Z_l + Z_c - Z_{ap}} \right) \right) \quad (8)$$

$$Z_c = \frac{V_{sp}}{I_{sp}} - Z_L \quad (9)$$

$$Z_{apmod} = Z_{ap} - \frac{R_f(Z_L + Z_{cmod} - Z_{eq})}{R_f + Z_L + Z_{cmod} - Z_{eq}} \quad (10)$$

$$Z_{eq} = Z_1 + \frac{Z_0 - Z_1}{3} \quad (11)$$

Donde:

I_{sf}	Intensidad de falla medida (subestación).
V_{sf}	Tensión de falla medida (subestación).
Z_c	Impedancia equivalente.
Z_{l1}	Impedancia del circuito previo del punto de falla.
R_f	Resistencia de falla.
Z_{l2}	Impedancia del circuito después del punto de falla.

Z_1	Impedancia de secuencia positiva del tramo de red.
V_{sp}	Tensión de pre-falla medidas en la S/E.
I_{sp}	Corriente de pre-falla medidas en la S/E.
$Z_l = Z_{l1} + Z_{l2}$	Impedancia total del circuito.
Z_0	Impedancia de secuencia cero del tramo de red.
F_d	Factor de distribución acumulado en un nodo.

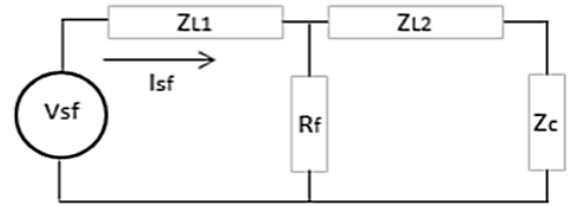


Figura 4. Circuito Equivalente

Mientras más se encuentren separadas de la subestación las secciones comparadas se debe modificar la impedancia de carga esto realizamos conociendo los factores de distribución aglomerados de carga sus nodos:

$$Z_{cmod} = \frac{Z_c}{1 - fd} \quad (12)$$

Pseudocódigo de localización de fallas en SEP basado en el método de Ratán Das.

Paso 1. Modelado de un arreglo de 13 barras con software Simulink.

Paso 2. Simulación de falla, monofásica, bifásica o trifásica, en el modelado.

Paso 3. Determinar el tipo de falla.

Paso 4. Determinar la posible sección de falla.

Paso 5. Modelado de carga.

Paso 6. Determinar los Valores de Carga de Pre-Falla de todos los Nodos hasta el Nodo Fallado.

Paso 7. Ubicación Estimada de la Falla.

6. Análisis de Resultados

Para modelar y simular el sistema del alimentador principal del IEEE de 13 barras, se ha utilizado el software Simulink; con el cual se diseña el sistema y se corre una monofásica, entre las barras 692 y 671, como se muestra en la figura 5 y figura 6.

Inicialmente se evalúa el comportamiento del generador en pre-falla, mostrado en figura 7, en el que se ha medido la tensión en pre falla del mismo. Es a partir del generador que se procederá a realizar las mediciones de comparación con las demás barras, conforme a lo descrito en el método de determinación de

la ubicación de fallas eléctricas en barras de distribución.

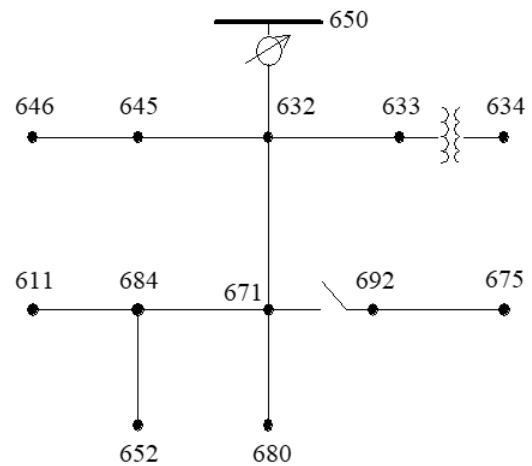


Figura 5. Sistema unifilar 13 barras

Para hacerlo se emplea como mecanismo de ayuda el software Simulink, en el cual se realizará las comparaciones ya mencionadas, hasta encontrar el cumplimiento de la condición que indica la presencia de la falla, que señala que se produce una, cuando la reactancia en la falla es mayor a la reactancia en el generador. Estas comparaciones se fundamentan en las ecuaciones (1), (2), (3)

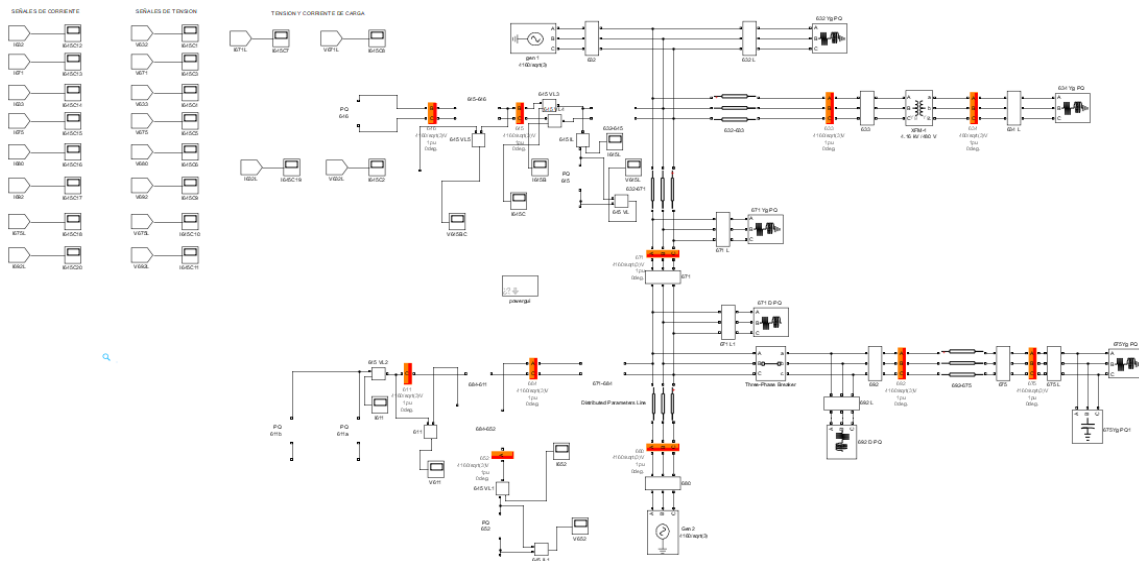


Figura 6. Sistema de Barras Evaluado en Simulink.

y (4) programadas en el simulador. Este proceso se hace de forma iterativa, hasta encontrar la condición teórica.

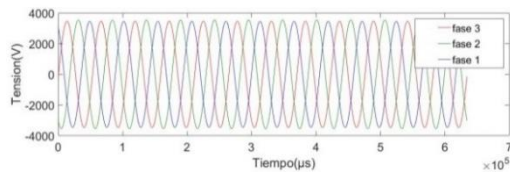


Figura 7. Comportamiento de la Tensión en el Generador.

Con la ejecución de este procedimiento no solo se determina la ubicación de la falla, lo cual es el objeto de estudio, también se observa el comportamiento de la corriente y la tensión en las líneas de distribución, tanto las afectadas de forma directa como las que no.

En la figura 8, se puede apreciar las condiciones de corriente y tensión en el punto 632 en pre falla, las cuales muestran comportamientos sinusoidales normales.

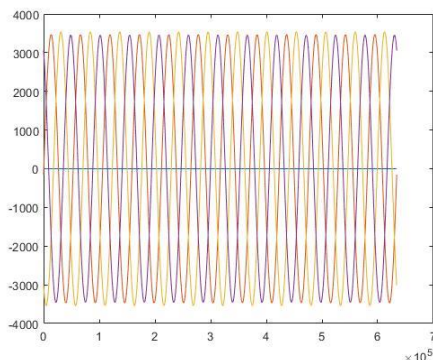


Figura 10. Comportamiento de la Corriente en cada fase en la Barra 632 en pre falla.

De la misma forma, se destaca cada una de las siguientes gráficas como forma de facilitar la comprensión el tema y el estudio en cuestión. La figura 9, representa el comportamiento de la barra en el punto de falla, pero en condiciones de pre falla; como se aprecia con caídas de tensión propias de la distancia y las cargas conectadas a la misma.

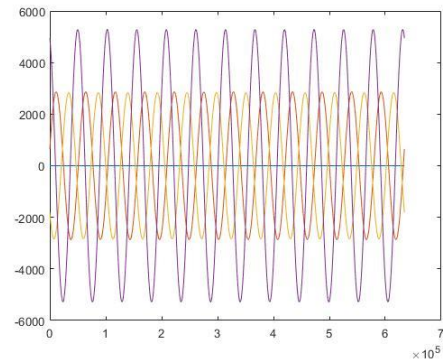


Figura 8. Comportamiento de la Tensión en cada fase en la Barra 632 en pre falla.

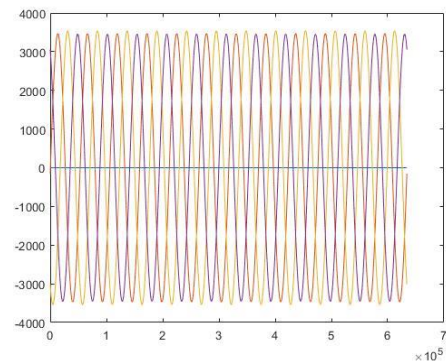


Figura 9. Comportamiento de la Tensión en cada fase en la Barra 692 en pre falla.

Como ya se describió, en condiciones normales, las corrientes y tensiones se comportan con normalidad, con sus respectivas caídas de tensión, sin anomalías o irregularidades de algún tipo.

Al momento de ocurrir alguna falla se producen anomalías que se aprecian en las gráficas de corriente y tensión respectivas. De acuerdo al estudio de una falla, se resalta que el comportamiento de las tensiones y corrientes será de la siguiente forma: la corriente disminuye y aumenta la tensión. Lógicamente en la medida en que se hagan mediciones a mayor distancia del lugar donde ocurre la falla, la tensión y corriente serán más estables.

Al momento de producirse la falla, las gráficas que se muestran a continuación

representan los comportamiento irregulares de las corrientes y tensiones en cada una de las fases, dependiendo de la fase donde ocurra la falla.

Como se observa en la figura 11, en la barra 632 la corriente se altera. Conforme lo representa la gráfica y las tensiones permanecen intactas en la figura 12, por lo que al comparar las reactancias, se determinará que ahí no ocurre la falla.

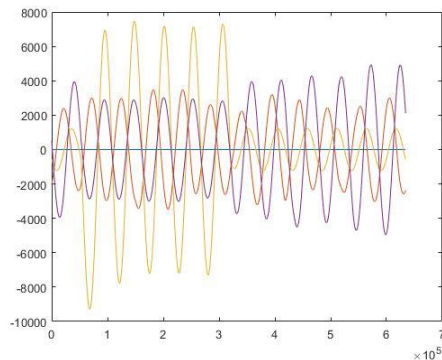


Figura 11. Corrientes en la barra 632 en falla.

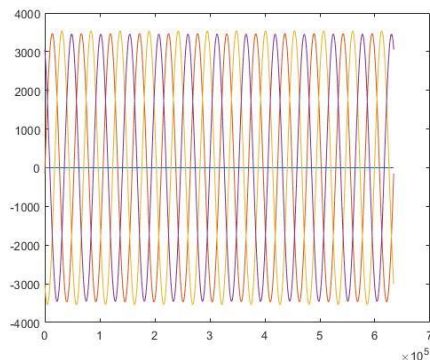


Figura 12. Tensiones en la barra 632 en falla.

De acuerdo a lo que se aprecia en las figuras 13 y 14, la corriente comienza a mostrar un aumento en magnitud en sus fases y la tensión en la misma fase a disminuir, lo cual es indicativo que se está cerca de la falla. Bastará con aplicar el protocolo de comparaciones de reactancias y determinar si se está o no en el lugar de la falla.

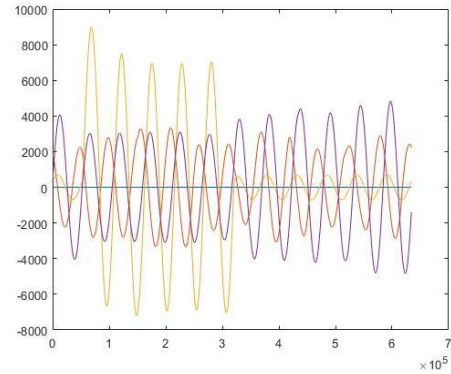


Figura 13. Corrientes en la barra 671 en falla.

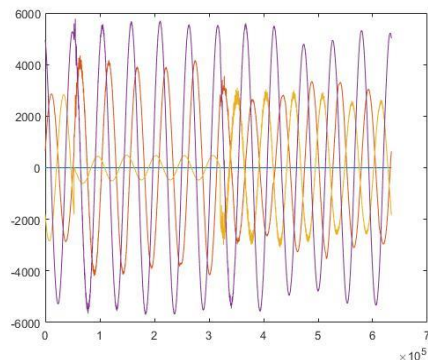


Figura 14. Tensiones en la barra 671 en falla.

El comportamiento de las corrientes y tensiones en este punto de sistema (figuras 15 y 16) muestra el lugar de la falla; al realizar la comparación de las reactancias se demuestra que en este punto la corriente ha aumentado considerablemente en una de las fases, con una tensión en la misma fase con una seria disminución e irregularidad.

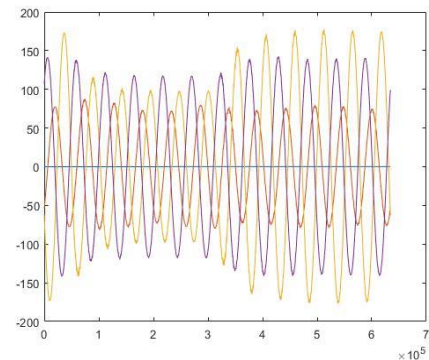


Figura 15. Corrientes en la barra 692 en falla.

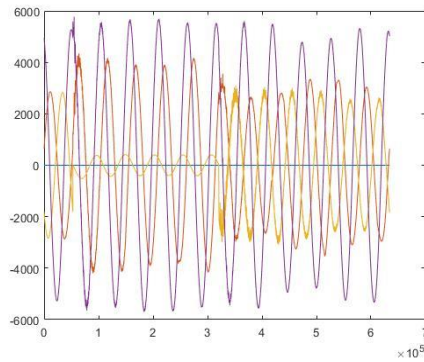


Figura 16. Tensiones en la barra 692 en falla.

Una vez que se ha encontrado el tramo que presenta la falla, se procede a determinar los valores de ciertas variables eléctricas de ese tramo, como lo son la reactancia, la susceptancia, la admitancia y la conductancia de dicha barra, a partir de las ecuaciones (7), (8), (9), (10) y (11). Estas magnitudes se introducen en el simulador, el cual se encargará de determinar la longitud de ubicación de la falla en la barra.

Es necesario destacar el hecho que se debe realizar una simulación inicial sin falla, con la cual se determinan valores iniciales de tensión y corriente en todas las barras, así como de tensión y corrientes de todas las cargas conectadas a las barras del sistema. Estos valores permitirán determinar las variables características necesarias, de acuerdo a la ubicación de la falla. Véase la ecuación (5) como la variable inicial que determinará la simulación para efectos del estudio de la fallas.

Para este ejemplo de falla monofásica, se puede evidenciar con ayuda del simulador que entre las barras 692 y 671 existen irregularidades, se evidencia el aumento de corriente y la disminución de tensión, por lo tanto se identifica como barra de falla o tramo en falla, con un ajuste de la resistencia de pre falla a 0,05ohm. Es así que, con ayuda del simulador simulink obtenemos los valores

de tensión y corriente del generador 1, y las barras 692 y 671.

Tabla 2. Tensión y Corriente en falla

	Tensión	Corriente
Generador 1	3.539/-121° V	1.121/-153°A.
Barra 671	2.842/140° V	696/28°A
Barra 692	2.838/-140° V	173,21/-159° A.

Se ingresa en el programa Matlab los datos requeridos por el programa. Para ello se usa la tabla 3, para luego introducir los valores correspondientes a la configuración 606 que se encuentran en la tabla 4, la cual corresponde al tramo bajo falla.

Tabla 3. Datos generales de las barras

Config	R Ohm/ milla)	X Ohm/ milla)	B S/milla	G s/milla
601	0.3465	1.0179	6.2928	2.8860
602	0.7526	1.1814	5.6990	1.3287
603	1.3294	1.3471	4.7097	0.7588
604	1.3228	1.3569	4.6658	0.7560
605	1.3292	1.3475	4.5193	0.7523
606	0.7982	0.4463	96.8897	1.2528
607	1.3425	0.5154	88.9912	0.7449

De la tabla 4 se obtiene la longitud del tramo 606, la cual es 0,094697 millas.

Tabla 4. Longitudes de líneas.

Nodo A	Nodo B	Longitud	Configura
632	645	0,094697	603
632	633	0,094697	602
633	634	0	Trans
645	646	0,0568182	603
650	632	0,3787879	601
684	652	0,151515	607
632	671	0,3787879	601
671	684	0,0568182	604
671	680	0,189394	601
671	692	0	Switch
684	611	0,0568182	605
692	675	0,094697	606

Luego se ingresa el valor de la carga en estado estable. Valores pre falla.

Tabla 5. Valores de tensión y corriente en pre falla

	Tensión	Corriente
Barra 692	2838.43/ -140.32°V	173.21/ -159.24°A

Por último se solicita que se ingrese la tensión y corriente de falla del nodo bajo estudio. Los cuales son: 847 V y 15.730 A. El programa termina de realizar los cálculos y arroja el siguiente resultado: 1.8544e-17 millas.

Como se aprecia, el proceso de introducción de valores en el sistema, se hace a partir de datos que son requeridos para la realización de las estimaciones. A continuación se presenta tablas que describen la longitud de las líneas, así como los valores reales e imaginarios de la impedancia y admitancia en cada barra del sistema. Estos valores se introducen en el simulador, así también como los datos que solicite el programa tal y como se describió previamente, tanto el número de nodo como su longitud.

Tabla 6. Valores característicos de resistencia, reactancia, conductancia y susceptancia.

Config	R (Ohm/ milla)	X (Ohm/ milla)	B μS/milla	G s/milla
601	0.3465	1.0179	6.2928	2.8860
602	0.7526	1.1814	5.6990	1.3287
603	1.3294	1.3471	4.7097	0.7588
604	1.3228	1.3569	4.6658	0.7560
605	1.3292	1.3475	4.5193	0.7523
606	0.7982	0.4463	96.8897	1.2528
607	1.3425	0.5154	88.9912	0.7449

Tabla 7. Variación de la distancia en función de la resistencia de falla.

Tramo bajo falla	Distancia estimada en millas		
	RF=0.05Ω	RF=0.5Ω	RF=10Ω
601	1.1158e-17	2.7366e-17	4.2033e-17
602	4.1072e-16	3.7336e-17	3.7336e-17

603	3.1268e-17	5.2546e-17	6.7332e-17
604	1.2558e-16	2.2554e-17	4.3255e-17
605	1.1157e-17	2.7497e-17	4.3597e-17
606	1.8544e-17	2.8468e-17	4.7892e-17
607	1.3256e-17	2.9872e-17	5.2158e-17

7. Conclusión.

El estudio o análisis de cualquier SEP requiere de información básica relacionada con valores de impedancia y admitancia en todos los nodos y barras en estado estable. Dicha información siempre es suministrada indistintamente del método de estudio a aplicar. Sin embargo, los procedimientos aquí desarrollados hacen uso de dichos datos no solo para analizar, sino para minimizar los errores que se presentan al utilizar las impedancias de carga en el cálculo; por lo tanto, se considera que este método es más exacto y permite minimizar el tiempo de análisis.

El método se fundamenta en el comportamiento de los parámetros de corriente y tensión en todo el sistema, con el propósito de ubicar la falla. Los datos obtenidos se usan para calcular las reactancias, que luego son comparadas por tramos. Un indicativo que facilita la localización de la falla son los valores de corriente y tensión, de tal forma que, entre más cercano se esté del punto donde ocurrió la falla mayor será el módulo de la corriente. Este método ofrece una mayor exactitud en el proceso de localización de fallas e incluso optimiza el tiempo de trabajo que se invierte en dicha localización.

El algoritmo Ratán Das, utiliza los fasores de tensión eléctrica e intensidad de corriente en el instante que ocurre la falla y en pre-falla para estimar su ubicación. No obstante, al depender de un modelado no tan complejo y sus múltiples estimaciones de posibilidades de ubicación de falla (estimada desde la subestación hasta el sitio de falla),

representa una desventaja; siendo la principal, los posibles errores debidos a las imprecisiones propias por los datos que se tienen de forma inicial.

Como aporte fundamental del presente trabajo, es necesario destacar el proceso de automatización de los cálculos empleando. Para ello se implementó un entorno matemático amigable y didáctico basado en MATLAB, lo cual, sin duda minimiza los errores de estimaciones o precisión, así como disminuye el tiempo de respuesta en cuanto a la ubicación del lugar de ocurrencia de la falla. Hay que tomar en cuenta que la reacción es un elemento básico en la solución de un problema de falla en un SDE.

La modificación al proceso de localización de falla con Ratán Das, constituye la base intelectual de la presente investigación. Como bien se ha expuesto, el método plantea el desarrollo de un algoritmo fundamentado en mucha información del sistema, pero que si no se tiene el debido cuidado en la introducción de los datos o en el procesamiento de la información a través de las ecuaciones existentes, existe una probabilidad de error en la localización del problema. Es por ello, que se hace necesario la modificación del procedimiento inicial, eliminando parámetros de la red del modelado adicional.

Mediante la aplicación de este método se ha obtenido la reducción de la incertidumbre de la ubicación del punto de falla, de manera general se puede afirmar que el método original y el modificado llegan a los mismo resultados, o estimaciones del lugar de la falla con pequeñas diferencias; sin embargo, el método modificado minimiza la cantidad de estimaciones, por lo que se infiere que el tiempo de empleo en el cálculo es menor

con respecto al original, siendo esto último el aporte principal del presente trabajo.

La implementación de equivalentes más complejos podrían ayudar al estudio de este modelo para trabajos futuros a calcular la resistencia de falla y la reactancia aparente modificada concentrando cargas al inicio del circuito; de esta forma, se reduciría los errores en la estimación, para circuitos con cargas y en vacío.

8. Referencias.

- [1] R. Pérez and C. Vásquez, "Fault Location in Distribution Systems with Distributed Generation Using Support Vector Machines and Smart Meters," *IEEE Ecuador Tech. Chapters Meet.*, pp. 1–6, 2016.
- [2] L. Shu-guang and Q. Ping-ge, "A fault detection and isolation algorithm for distribution systems containing distributed generations," vol. 1, no. x, pp. 1753–1756, 2011.
- [3] K. Narayanan, "An Improved Islanding Detection Technique and Priority Based Load Shedding for Distribution System with multiple DGs."
- [4] M. Menchafou, Youssef; Markhi, Hassan; Zahri, Mustapha; Habibi, "Impact of distributed generation integration in electric power distribution systems on fault location methods," *3rd Int. Renew. Sustain. Energy Conf.*, no. 1998, 2015.
- [5] J. D. Vargas and G. Ramos, "Fault locator implementation for radial distribution systems,"

- IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 12, no. 8, pp. 1473–1478, 2014.
- [6] S. M. Brahma, “Fault location in power distribution system with penetration of distributed generation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 3, pp. 1545–1553, 2011.
 - [7] K. Divya and P. G. Student, “Optimal Siting and Sizing of DG in Radial Distribution System and Identifying Fault Location in Distribution System Integrated with Distributed Generation,” pp. 1–7, 2016.
 - [8] I. Kim and R. G. Harley, “A study on power-flow and short-circuit algorithms capable of analyzing the effect of load current on fault current using the bus impedance matrix,” *2016 IEEE Electr. Power Energy Conf. EPEC 2016*, pp. 0–2, 2016.
 - [9] J. Arrinda, J. a Barrena, and M. a Rodriguez, “Distribution Network simulation method based on a combination of Dynamic Power-Flow Simulation and Electro-Magnetic Simulation,” no. July, pp. 1336–1343, 2013.
 - [10] A. Herrera-Orozco, S. Perez-Londobo, and J. Mora-Florez, “Load modeling for fault location in distribution systems with distributed generation,” *2012 Sixth IEEE/PES Transm. Distrib. Lat. Am. Conf. Expo.*, pp. 1–8, 2012.
 - [11] S. F. Alwash, V. K. Ramachandaramurthy, and N. Mithulananthan, “Fault-location scheme for power distribution system with distributed generation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 3, pp. 1187–1195, 2015.
 - [12] B. M. Keune, B. Bauernschmitt, D. Hilbrich, C. Rehtanz, and S. Lehnhoff, “Standardization of Automated Disturbance Management for Urban Distribution Power Systems,” pp. 1–6.
 - [13] A. F. Bedoya-Cadena, R. A. Herrera-Orozco, and J. J. Mora-Flórez, “Fault location considering load uncertainty and distributed generation in power distribution systems,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 3, pp. 287–295, 2015.
 - [14] A. Alipour, C. A. C. Asis, J. J. P. Avanzado, and M. C. Pacis, “Study in the impact of Distributed Generator (DG) placement and sizing on a ring distribution network,” *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, pp. 1198–1203, 2017.
 - [15] J. Ghorbani, M. a. Choudhry, and A. Feliachi, “Fault location and isolation using multi agent systems in power distribution systems with distributed generation sources,” *2013 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf.*, pp. 1–6, 2013.
 - [16] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*. 2012.
 - [17] R. Agrawal and D. Thukaram, “Identification of fault location in

- power distribution system with distributed generation using support vector machines,” *2013 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf.*, pp. 1–6, 2013.
- [18] S. Shaddiq, D. B. Santoso, F. F. Alfarobi, Sarjiya, and S. P. Hadi, “Optimal capacity and placement of distributed generation using metaheuristic optimization algorithm to reduce power losses in Bantul distribution system, Yogyakarta,” *Proc. 2016 8th Int. Conf. Inf. Technol. Electr. Eng. Empower. Technol. Better Futur. ICITEE 2016*, vol. 07, pp. 2–6, 2017.
- [19] A. Hamad, A. Hoballah, and A. M. Azmy, “Defining Optimal DG Penetration for Minimizing Energy Losses Concerning Repairing Fault Periods,” 2016.
- [20] T. D. E. Grado and I. E. N. Sistemas, “Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil,” 2015.
- [21] R. Marcelo and R. Pérez, “Localización de fallas en redes de distribución eléctrica por sensado comprimido (compressive sensing),” *Univ. Politécnica Sales.*, no. Quito-Ecuador, pp. 1–20, 2017.
- [22] U. Organizacionais, “Nota Técnica n,” vol. 3, no. ii, pp. 1–8, 2013.
- [23] C. Abbey, “On the Compatibility of Fault Location Approaches and Distributed Generation,” *Integr. Wide-Scale Renew. Resour. Into Power Deliv. Syst. 2009 CIGRE/IEEE PES Jt. Symp.*, pp. 1–5, 2009.
- [24] D. Criollo, “Universidad Politécnica Salesiana,” 2015.

9. Estado del Arte

Tabla 8. Matriz del estado del arte

Localización de Fallas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Usando Generación Distribuida Basado en el Método de Ratán Das																																				
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCION ES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA														
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	FALLA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	TIPOS DE FALLAS	LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN	CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA	LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE LA FALLA DISTRIBUIDA	OPTIMIZACIÓN DEL TIEMPO DE ACCIÓN PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS	REDUCIR EL TIEMPO DE DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA	DESEQUILIBRIOS EN LA CARGA	APRECIACIÓN CORRECTA MEDIDA DE LA CARGA DISTRIBUIDA	FALLAS EN DETERMINADAS ÁREAS POR SU UBICACIÓN GEOGRÁFICA	CALIDAD DEL SUMINISTRO	PERDIDA DE ENERGÍA	TIEMPO DE ACCIÓN	ÁREA DE ACCIÓN	ALGORITMOS MATEMÁTICOS	MODELO BASADO EN LA EN EL TIPO DE FALLA	DISTRIBUCIÓN DE CARGAS	MODELADO CON MÉTODO DE RATÁN DAS PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS	COMPENSACION DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA	MODELO DE RATÁN DAS ARA	LOCALIZACIÓN DE LA FALLAS	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	SUMINISTRO CONTINUO	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	ELIMINACIÓN DE LA FALLA A DISTRIBUCIÓN DE LA FALLA	SISTEMAS DE MULTIGENERACION	EQUIPOS DE DETECCIÓN MAS DISTRIBUCION	CONSUMIDORES FINALES			
1	2016	Fault Location in Distribution Systems with Distributed Generation Using Support Vector Machines and Smart Meters	\cite{IEEE, 2016}	✗	□	✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□
2	2013	A fault detection and isolation algorithm for distribution systems containing distributed generations	\cite{IEEE, 2011}	✗	□	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	✗	□	□	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	□
3	2015	A Novel High Impedance Fault Detection Technique in Distribution Systems With Distributed Generators.	\cite{IEEE, 2012}	✗	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□
4	2009	Análisis en el plano r-x para localizar fallas de alta impedancia	\cite{IEEE, 2009}	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□
5	2010	A Novel Fault-Locator System; Algorithm, Principle and Practical Implementation	\cite{IEEE, 2013}	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□
6	2011	Optimal Siting and Sizing of DG in Radial Distribution System and Identifying Fault Location in Distribution System Integrated with Distributed Generation	\cite{IEEE, 2016}	✗	□	✗	□	□	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

7	2016	Distribution Network simulation method based on a combination of Dynamic Power-Flow Simulation and Electro-Magnetic Simulation	\cite{IEEE, 2013}	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	□	✗	□	✗	□	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□
8	2015	Fault-location scheme for power distribution system with distributed generation,	\cite{IEEE, 2015}	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	□	✗	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□
9	2013	Impact of distributed generation integration in electric power distribution systems on fault location methods	\cite{IEEE, 2015}	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	✗	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□
10	2009	A study on power-flow and short-circuit algorithms capable of analyzing the effect of load current on fault current using the bus impedance matrix	\cite{IEEE, 2015}	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗
11	2016	Application of Bacterial Foraging Algorithm for Fault Location in Distribution Networks with DG	\cite{kong, 2016}	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	✗	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□
12	2015	An adaptive protection scheme for distribution systems with DGs based on optimized thevenin equivalent parameters estimation	\cite{IEEE, 2015}	□	□	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗
13	2010	An Islanding Detection Method for Multi-DG Systems Based on High-Frequency Impedance Estimation	\cite{IEEE, 2017}	✗	□	✗	□	□	✗	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□
14	2013	Application of multi-agents for fault detection and reconfiguration of power distribution systems	\cite{IEEE, 2009}	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□
15	2012	Fault diagnosis in multi-machine power systems using the Derivative-free nonlinear Kalman Filter	\cite{IEEE, 2016}	✗	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□
16	2016	Three-Phase Unbalanced Voltage/VAR Optimization for Active Distribution Networks	\cite{zaho, 2016}	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	✗	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□	✗	□	✗
17	2016	Comparative study of advanced signal processing techniques for islanding detection in a hybrid distributed generation system	\cite{IEEE, 2015}	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□
18	2017	Defining Optimal DG Penetration for Minimizing Energy Losses Concerning Repairing Fault Periods	\cite{IEEE, 2017}	□	□	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□
19	2016	Improved Power Flow Program for Unbalanced Radial Distribution System Including Voltage Dependent Loads	\cite{aguire, 2016}	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	✗	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□

20	2016	Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica	\cite{IEEE , 2016}	✖	□	✖	□	□	✖	□	✖	✖	□	□	✖	□	✖	✖	□	□	✖	□	□	□	✖	□	□	□	✖	□	□	□			
21	2015	Generation distribuida	\cite{IEEE , 2016}	□	□	✖	□	□	✖	□	□	✖	□	□	□	□	□	✖	✖	✖	□	✖	□	□	□	✖	□	□	□	✖	□	✖	□		
22	2017	Localización De Fallas En Sistemas Eléctricos De Distribución Basados En La Matriz De Impedancia De Barra	\cite{IEEE , 2017}	□	□	✖	✖	□	✖	✖	□	□	✖	□	✖	□	□	✖	□	□	□	□	✖	□	□	✖	✖	□	□	□	□	□	□		
23	2016	Localización de Fallas en Redes de Distribución Eléctrica por Sensado Comprimido (Compressive Sensing)	\cite{semal 2016}	✖	□	□	□	□	✖	✖	□	□	□	□	✖	✖	□	✖	□	✖	□	✖	□	□	□	✖	□	□	□	□	□	✖	□		
24	2016	Técnicas Para la Localización de Fallas en Sistemas Aéreos Radiales de Distribución de Energía Eléctrica	\cite{semal , 2017}	□	□	✖	□	□	□	✖	□	□	✖	□	✖	□	□	✖	□	✖	✖	□	✖	□	□	✖	□	□	□	✖	□	□	□		
25	2015	On the Compatibility of Fault Location Approaches and Distributed Generation	\cite{IEEE , 2016}	✖	□	□	□	□	✖	□	□	□	□	✖	□	□	□	✖	□	□	□	□	✖	✖	□	✖	□	□	□	✖	✖	□	□		
26	2016	Improved Power Flow Program for Unbalanced Radial Distribution System Including Voltage Dependent Loads	\cite{aguirre, 2016}	□	✖	✖	□	□	□	□	✖	□	□	✖	✖	□	□	✖	□	✖	✖	□	□	□	□	□	□	✖	□	□	□	✖	□	✖	
27	2016	Three-phase power flow calculations using direct Zbus method for large-scale unbalanced distribution networks	\cite{yang, 2016}	□	✖	✖	□	□	✖	□	□	□	□	✖	✖	□	□	✖	✖	□	□	□	✖	✖	□	✖	□	✖	□	✖	✖	□	□		
28	2013	Localización De Fallas En Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica usando Generación Distribuida Y Basado En Métodos Algorítmicos	\cite{IEEE , 2013}	✖	✖	□	□	□	✖	□	✖	□	✖	□	□	□	□	□	□	□	✖	✖	□	□	□	□	□	✖	□	□	□	✖	□	✖	
29	2015	Determining The Locations Of Faults In Distribution Systems	\cite{IEEE , 2016}	□	✖	□	□	✖	□	□	✖	□	□	✖	✖	□	□	□	□	□	✖	□	✖	□	□	□	□	□	✖	□	□	□	✖	□	✖
30	2014	Distribution System Faults Classification And Location Based On Wavelet Transform,	\cite{trinidade, 2014}	□	✖	□	✖	□	✖	□	✖	□	□	□	✖	□	✖	□	□	□	□	✖	□	□	□	✖	□	□	□	□	□	✖	□	✖	
31	2016	A New Fault Location Algorithm for Radial Transmission Line with Loads	\cite{IEEE , 2016}	□	✖	□	✖	□	□	□	✖	□	✖	✖	□	□	□	✖	□	□	□	□	✖	□	□	□	□	□	□	□	□	✖	□	□	
32	2016	Fault Locator Implementation for Radial Distribution Systems	\cite{IEEE , 2016}	□	✖	□	□	□	□	□	✖	□	□	□	✖	□	□	□	✖	✖	✖	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✖	□	□	
CANTIDAD :				18	8	19	5	4	19	17	12	8	14	9	25	7	4	25	8	18	21	6	13	12	2	17	11	5	1	16	10	6	6		

Tabla 9. Resumen e Indicadores del estado del arte

